National Energy Board
Office national de l'énergie

North American **Natural Gas Liquids**

Pricing *and* **C**onvergence

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • May 2001

+2

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2001

Cat. No. NE23-100/2001E
ISBN 0-662-30647-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2001

N° de cat. NE23-100/2001F
ISBN 0-662-85932-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

TABLE OF CONTENTS

List of Figures	i
Overview	1
NGL Marketing Hubs	1
NGL Pricing	1
Winter 2000/2001: The Beginning of Convergence	2
World Oil Prices: 1999 and 2000	3
North American Gas Market: 1999 and 2000	3
The Recent NGL Market: December 2000 to January 2001	4
First Quarter 2001 Energy Price Developments	6
Observations	6

LIST OF FIGURES

1	North American NGL Trading Hubs and Pipelines	2
2	Natural Gas and Crude Oil Prices	3
3	Ethane and Natural Gas Prices	5
4	Propane, Natural Gas and Crude Oil Prices	5
5	Butanes, Natural Gas and Crude Oil Prices	6

Overview

In the fall of 2000, the combination of several factors led to unprecedented high energy prices, including high natural gas liquids (NGL) prices. These pricing events have had an impact on the NGL industry and energy prices remain an issue, as both crude oil and natural gas prices are expected to remain strong in the near term.

This report provides a background on NGL pricing, as well as a discussion regarding the impact of energy price convergence.

NGL Marketing Hubs

There are four major North American NGL trading hubs: Edmonton/Fort Saskatchewan, Alberta; Sarnia, Ontario; Conway, Kansas; and Mont Belvieu, Texas (Figure 1). These locations have substantial underground storage facilities and are connected to pipeline transmission and distribution systems. The Edmonton market interacts directly with the Conway market because of the interconnections between Cochin and Mapco pipelines, with both centres serving the U.S. Midwest region. Similarly, although there is no direct physical link, the Sarnia market interacts with Mont Belvieu as these centres serve the same U.S. market, the Northeast.

The Aux Sable extraction and fractionation plant, which commenced service in December 2000 and is located at the terminus of the Alliance pipeline near Chicago, Illinois, has the potential to effectively create a new NGL trading centre. The Aux Sable facilities also connect with existing U.S. NGL delivery pipelines and are strategically located to access large market centres.

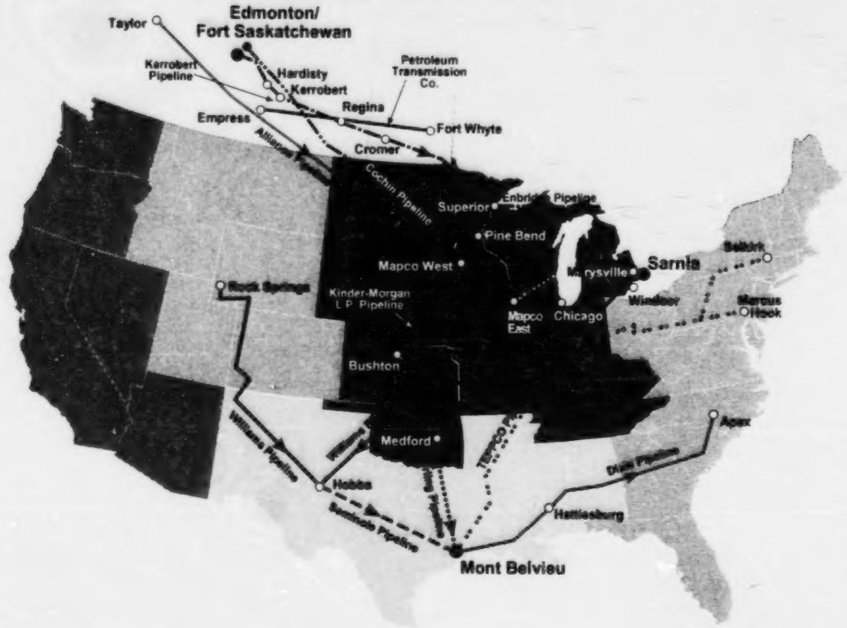
NGL Pricing

All NGL components (ethane (C_2), propane (C_3) and butanes (C_4)) can be used, among other things, as petrochemical feedstock for the production of ethylene, propylene, butylene and other chemical derivatives. Mont Belvieu, with its high concentration of petrochemical, storage, pipeline, fractionation, refinery and waterborne infrastructure, is the largest NGL consuming area in North America. With these facilities and its strategic location on the Gulf Coast, the Mont Belvieu market is the "price setter" or NGL price reference point for North American NGL markets. In addition, since Canadian NGL exports represent only about 10% of U.S. demand, the price for Canadian liquids is set by the U.S. price. The primary factor affecting the Mont Belvieu price is the demand for petrochemical feedstocks.

Although the Sarnia market is a "price taker", it does so generally at a small premium over Mont Belvieu (historically the premium has been approximately $^1/_2$ to 1 US¢/US gal). The premium represents the theoretical value of transportation (there is no physical link) from the Texas Eastern Pipeline (TEPPCO) terminal in the U.S. Northeast to Sarnia. The Sarnia area has petrochemical, fractionation and refinery facilities.

FIGURE 1

North American NGL Trading Hubs and Pipelines



The Conway market is typically a price taker; however, during months of cold weather (when inventories are low and heating demand is high) the price at Conway can exceed the Mont Belvieu price. The Edmonton market is typically a price taker and is aligned with the Conway price. The Conway and Edmonton/Fort Saskatchewan hubs are similar in that they have access to petrochemical facilities that utilize ethane only. The Conway and Edmonton netback prices are set relative to Mont Belvieu and Sarnia, respectively, minus a transportation differential. The Conway/Mont Belvieu differential reflects the pipeline tariff to Mont Belvieu. The Edmonton/Sarnia differential reflects the Cochin tariff to Sarnia.

NGL sales contracts generally cover a term of one year, with the price indexed to one of the trading hub's posted-reference price to accommodate monthly price adjustments. The NGL component prices have traditionally tracked oil prices, as the components compete mostly with oil-based products - naphtha and gas oils in particular.

Ethane is the exception. In light of the fact that ethane has an alternative use as a heating fuel, its price tracks the price of natural gas.

Propane and butanes have generally traded at about 75% and 85% respectively, relative to the price of oil (on a volumetric basis). This price relationship, excluding the influence of short-term, local market conditions, generally prevailed until late 2000 when energy markets converged.

Winter 2000/2001: The Beginning of Convergence

In the winter of 2000/2001, the relationship between liquids and crude oil prices essentially collapsed. High energy prices led to a situation where, for a period of time, extraction of liquids from natural gas became uneconomic, as producers received more value for NGLs left in the gas stream. Subsequently, when NGL supply/demand balances tightened in various regions of North America, NGL prices commenced reflecting the unprecedented high natural gas prices.

To understand the events that led to the recent convergence of North American energy prices and the subsequent collapse of the relationship between NGL and crude oil prices, it is necessary to review the broader context within which the Canadian NGL industry is situated. A brief discussion of recent events in both the world oil and North American natural gas markets follows.

World Oil Prices: 1999 and 2000

The recovery of the Asian economies in 1999 and the continuing strong U.S. economy were largely responsible for an increase in the demand for world crude oil in the last half of 1999. This demand growth, in conjunction with OPEC production cutbacks, resulted in demand outpacing supply (production plus crude oil inventories). In fact, by the commencement of the 2000/2001 heating season, world oil inventories had fallen to their lowest levels in a decade.

Economic growth in North America has been strong over most of the past decade. This, in turn, has provided ongoing support for growth in North American energy demand. In addition, low oil prices in 1998 and 1999 and the associated reduction in exploration and development capital spending by oil and gas companies, led to reserve replacement not keeping pace with North American oil production. U.S. oil inventories entering the 2000/2001 winter were at five-year lows.

All of the above events supported high world oil prices, peaking in the US$35 plus per barrel range in November 2000, and these high prices spilled over into other tight energy markets.

North American Gas Market: 1999 and 2000

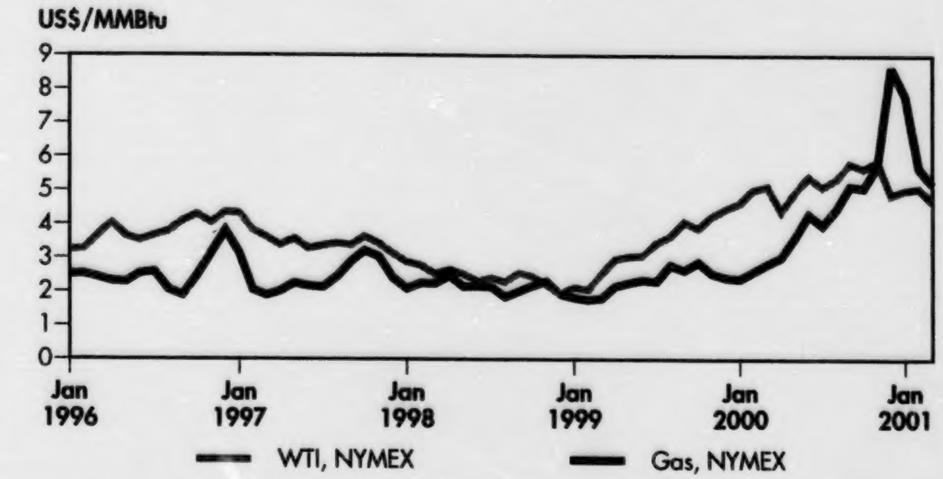
Since the late 1980s and prior to the fall of 2000, natural gas traded (on a heat content basis) at a value lower than oil (Figure 2). Over the last two years, gas demand growth outpaced supply growth. This, in turn, led to an explosion in natural gas prices in the fall of 2000 into the US$7 to US$9/MMBtu range, for the following reasons.

i) Economic growth in North America has been strong and provided ongoing support for an increase in energy demand.

ii) The rise in electricity demand has been faster than the growth in overall energy demand, partly due to increased use of computing equipment and electrical appliances

FIGURE 2

Natural Gas and Crude Oil Prices



(air conditioning, exterior lighting, home entertainment systems, refrigeration, etc.). This rise in electricity demand (in conjunction with concern about the environment) has intensified natural gas demand, as gas-fired electricity generation rose significantly.

iii) In the summer of 2000, rather than replenishing gas storage volumes, gas sales were focussed on meeting gas-fired power generation demand. This resulted in a low natural gas inventory situation going into the winter 2000/2001.

iv) A lack of power generating capacity (particularly in California and to a much lesser extent in Alberta) added additional pressure, increasing the price of both gas and electricity[1].

The escalation in natural gas prices seemed to appear with stunning swiftness. From 1999 through 2000, North American gas prices almost quadrupled from about US$2.50/MMBtu to US$9/MMBtu. All of these events (increased energy demand, low energy stocks, lagging reserves replacement, constrained power generation capacity and constrained gas transportation capacity near market centres in both Canada and the U.S.) led to the unprecedented high energy prices by the end of 2000.

The Recent NGL Market: December 2000 to January 2001

In this period, North American gas plant operators began adjusting operations to minimum liquids recovery levels. That is, they responded to high natural gas prices by curtailing NGL extraction (ethane and propane in particular), recovering butanes and condensate as required to meet gas pipeline dewpoint specifications. As a result, producers received the higher gas price for the liquids left in the gas stream, as opposed to the lower ethane and propane market prices at that time. In addition, producers were not required to pay the increased gas processing and fractionation fees, which also resulted from high natural gas and electricity costs. For example, prior to the fall of 2000, producers in Alberta paid about Cdn$45/MW.h of electricity compared to Cdn$200 to Cdn$250/MW.h during the winter 2000/2001. Extraction and fractionation costs, which ranged from about 6US¢/USgal to 10US¢/USgal (Cdn$24 to $40/m^3), depending upon the extraction process, prior to fall 2000, increased by approximately 3US¢/USgal (Cdn$12/m^3). The economics justifying the separation of liquids to spec products had essentially disappeared[2].

As NGLs have an alternative use as fuel (home heating and industrial/refinery processes), it is now understood that liquids prices can be influenced not only by oil prices but also by natural gas prices, depending upon which commodity is trading at a higher value on a heat content basis. In general, as long as plant economics remain poor liquids production will remain below full recovery levels. This, in turn, will cause NGL supply/demand balances to tighten and prices to increase[3].

Demand for NGLs changed significantly during the 2000/2001 winter period. For example, the shortage of liquids resulting from extraction cutbacks prompted some petrochemical companies to look for other feedstocks for their ethylene crackers, wherever possible. Refiners, particularly in California, switched to burning NGL as fuel for refinery processes, rather than pay the higher price for natural gas. Eventually the NGL supply/demand balances tightened dramatically in several

---

1 The link between natural gas and electricity prices relates to how electricity is priced. In Power Pools, electricity is generally priced on-the-margin (i.e., based on the price of the last unit of electricity sold). As gas-fired units are often the last units used to meet peaking demand, the cost of gas-fired generation often sets the market clearing price of electricity for markets which rely on Power Pools for their electricity supply.

2 With gas valued at over US$7/MMBtu, oil at about US$28/bbl and electricity priced above US$200/MW.h, producers with discretionary volumes determined that it was not economic to separate and sell liquids as spec product.

3 However, if operations remain at minimum recovery levels for an extended period of time, liquids cannot be left to accumulate in the gas stream indefinitely. Eventually, gas plants will be required to extract the NGLs to meet pipeline specifications, thus increasing supply and causing downward pressure on liquids prices.

market regions (e.g., Sarnia, California, Hattiesburg, Mississippi) and liquids prices commenced tracking the price of natural gas.

The following three graphs (Figures 3, 4 and 5) compare the prices of C_2, C_3 and C_4, respectively, to the price of natural gas on a heat content basis. Figures 4 and 5 also include crude oil prices. Although C_3, C_4 and oil prices are not normally discussed in terms of $/MMBtu, for the purpose of this report heat content units have been chosen to illustrate the cross-over point in December 2000, when C_3 and C_4 prices commenced tracking natural gas prices[1, 2].

FIGURE 3

Ethane and Natural Gas Prices (on a heat content basis)

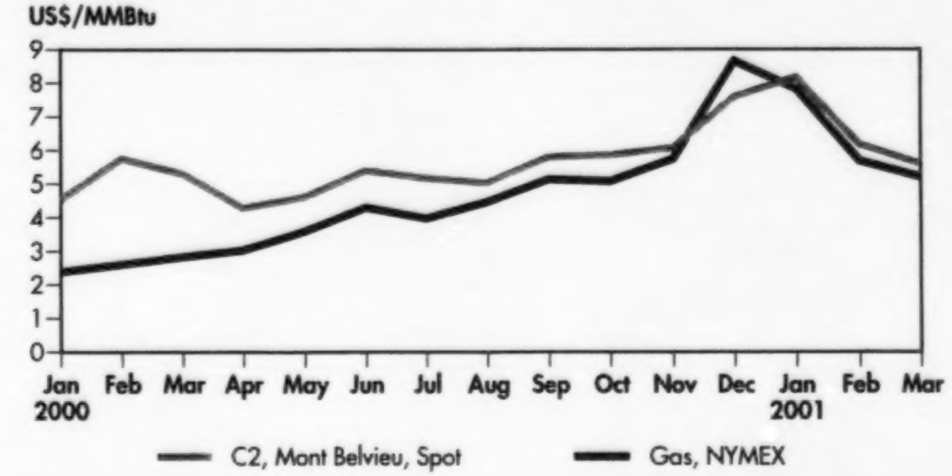
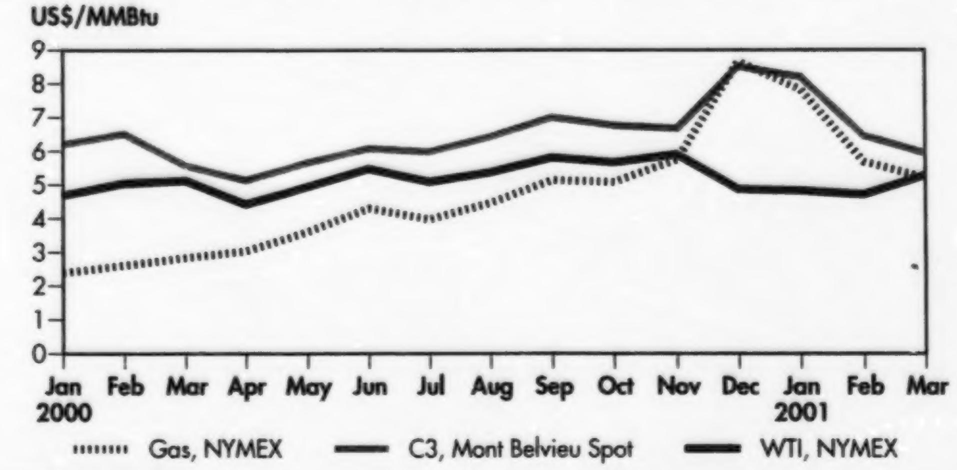


FIGURE 4

Propane, Natural Gas and Crude Oil Prices (on a heat content basis)



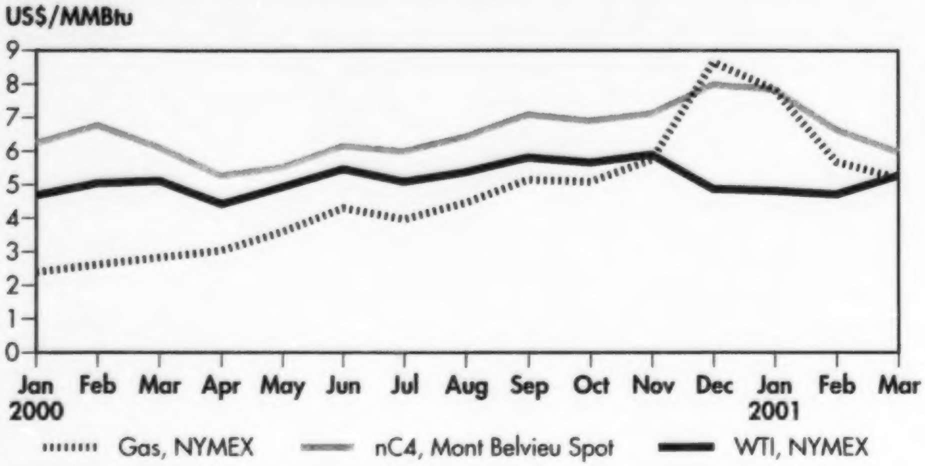
---

1 Heat Content: Ethane (3.08 MMBtu/bbl); Propane (3.84 MMBtu/bbl); Butane (4.33 MMBtu/bbl); Naphtha (5.25 MMBtu/bbl); Crude Oil (assumed to average 5.83 MMBtu/bbl)

2 Of note, when viewed in terms of energy content as opposed to on a volumetric basis, the price relationship of C_3 and C_4 trading at 75% and 85%, respectively, relative to the price of oil is not apparent.

FIGURE 5

Butanes, Natural Gas and Crude Oil Prices (on a heat content basis)



First Quarter 2001 Energy Price Developments

About December 2000, OPEC oil production increases throughout 2000 led to production catching up with demand. After reaching over US$35/bbl for WTI in mid-November 2000, crude oil prices decreased, as growth in the U.S. economy started to slow and oil product stocks commenced increasing to more normal levels. During 1Q2001, oil prices remained in the US$26 to US$28/bbl range.

Also during this period, the unprecedented high gas prices, in conjunction with decreased oil prices, led to accelerated gas-to-oil fuel substitution. This factor along with the curtailment of energy-intensive industrial activity eventually led to natural gas "demand destruction". By March 2001, natural gas prices fell to about US$5 to US$6/MMBtu due to this demand loss and slowly increasing gas production. By the end of April 2001, gas was trading at a value approximately par with oil and NGL production is returning to the marketplace.

With the decline in natural gas prices, NGL prices once again appear to be tracking oil prices, but at a premium to their former liquids/oil relationship. However, as long as natural gas prices remain "at parity" with oil prices there is potential for reduced NGL supplies.

Observations

The unprecedented high natural gas prices in the November 2000 to January 2001 period had an impact not only on NGL prices, but on how liquids were valued. As a result of this experience, NGL prices are expected to continue to be influenced by both oil and gas prices. With natural gas prices forecast to be volatile for the next few years, extraction economics become questionable. In other words, producers with discretionary volumes will make periodic decisions (based on oil and natural gas prices, as well as the price of NGLs in the marketplace - taking into account processing costs) on whether to extract liquids or to leave them in the gas stream.

Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Liquides de gaz naturel
en Amérique du Nord

Établissement des prix
et convergence

Évaluation du marché de l'énergie • mai 2001

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2001

N° de cat. NE23-100/2001F
ISBN 0-662-85932-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2001

Cat. No. NE23-100/2001E
ISBN 0-662-30647-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures i

Tour d'horizon 1

Carrefours de commercialisation des LGN 1

Établissement des prix des LGN 2

Hiver 2000-2001 : début de la convergence 3

Prix mondiaux du pétrole : 1999 et 2000 3

Marché du gaz en Amérique du Nord : 1999 et 2000 3

Données récentes sur le marché des LGN : de décembre 2000 à janvier 2001 4

Évolution des prix de l'énergie au cours du premier trimestre de 2001 6

Observations 7

LISTE DES FIGURES

1 Carrefours de commercialisation et pipelines de LGN en Amérique du Nord 1

2 Prix du gaz naturel et du pétrole brut 4

3 Prix de l'éthane et du gaz naturel 6

4 Prix du propane, du gaz naturel et du pétrole brut 6

5 Prix des butanes, du gaz naturel et du pétrole brut 7

Tour d'horizon

À l'automne 2000, en raison de facteurs variés, les prix de l'énergie atteignaient des sommets sans précédent et ceux des liquides de gaz naturel (LGN) grimpaient également à des niveaux élevés. Ces facteurs ont eu une incidence sur l'industrie des LGN et la question des prix de l'énergie demeure problématique puisque, selon les prévisions, les prix du pétrole brut et du gaz naturel resteront élevés à court terme.

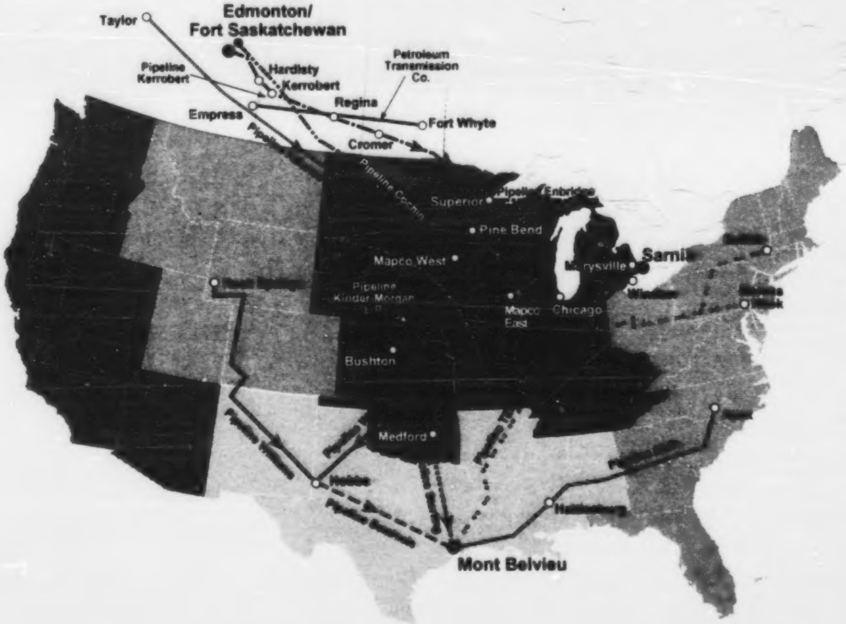
Le présent rapport donne des renseignements généraux sur l'établissement des prix des LGN et traite des effets de la convergence des prix de l'énergie.

Carrefours de commercialisation des LGN

L'Amérique du Nord compte quatre grands carrefours de commercialisation des LGN : Edmonton/Fort Saskatchewan, en Alberta; Sarnia, en Ontario; Conway, au Kansas; et Mont Belvieu, au Texas (figure 1). Chacun de ces carrefours comporte de grandes installations de stockage souterrain et tous sont reliés à des réseaux pipeliniers pour le transport et la distribution. Edmonton et Conway sont en interaction directe en raison de l'interconnexion des pipelines Cochin et Mapco, et tous deux

FIGURE 1

Carrefours de commercialisation et pipelines de LGN en Amérique du Nord



desservent le Midwest américain. Malgré l'absence d'une liaison directe, le carrefour de Sarnia est en interaction avec celui de Mont Belvieu étant donné qu'ils desservent le même marché aux États-Unis, celui du Nord-Est.

L'usine d'extraction et de fractionnement Aux Sable, entrée en service en décembre 2000 et située au terminal du pipeline Alliance, près de Chicago (Illinois), pourrait devenir un nouveau centre pour le commerce des LGN. L'usine Aux Sable est reliée, aux États-Unis, à des pipelines de livraison de LGN en service et son emplacement stratégique lui donne accès à de vastes marchés.

Établissement des prix des LGN

Tous les composants du groupe des LGN [éthane (C_2), propane (C_3) et butanes (C_4)] peuvent être utilisés, entre autres, comme charge d'alimentation par l'industrie pétrochimique pour la production de dérivés tels que l'éthylène, le propylène et le butylène. Mont Belvieu, compte tenu de sa forte concentration d'usines pétrochimiques, de raffineries, d'installations de stockage et de fractionnement, ainsi que d'infrastructures pipelinières et portuaires, est la plus grande région consommatrice de LGN en Amérique du Nord. Ces installations et l'emplacement stratégique du carrefour, soit la région côtière du golfe du Mexique, confèrent à Mont Belvieu le rôle de « décideur », ou point de référence, pour les prix pratiqués dans les marchés de LGN en Amérique du Nord. En outre, comme les LGN exportés du Canada ne représentent qu'environ 10 % de la demande aux États-Unis, le prix des liquides canadiens est déterminé par le prix demandé dans le marché américain. Le principal facteur qui agit sur le prix de Mont Belvieu est la demande de LGN en tant que charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique.

Bien que le marché de Sarnia n'ait pas d'influence sur les prix, une légère prime y est obtenue par rapport au prix de Mont Belvieu (par le passé, cette prime s'est située d'environ ½ à 1 ¢US/gal. US). Cette prime représente la valeur théorique des frais de transport (absence de liaison physique) depuis le terminal du pipeline Texas Eastern Pipeline (TEPPCO), dans le Nord-Est des États-Unis, jusqu'à Sarnia. La région de Sarnia compte des usines pétrochimiques, des raffineries et des installations de fractionnement.

Normalement, le carrefour de Conway n'a lui non plus aucune influence sur les prix; cependant, au cours des mois d'hiver (lorsque le niveau des stocks est faible et que la demande est forte), il peut arriver que le prix dans le marché de Conway excède celui de Mont Belvieu. Edmonton est normalement vendeur au prix du marché et son prix est aligné sur celui de Conway. Les carrefours de Conway et d'Edmonton/Fort Saskatchewan sont semblables du fait qu'ils ont accès à des usines pétrochimiques qui utilisent uniquement de l'éthane. À Conway et Edmonton, les prix selon les rentrées nettes sont établis par rapport à ceux de Mont Belvieu et de Sarnia, respectivement, moins un écart relatif au transport. L'écart entre Conway et Mont Belvieu reflète le tarif de transport pipelinier jusqu'à Mont Belvieu, tandis que l'écart entre Edmonton et Sarnia reflète le tarif sur Cochin jusqu'à Sarnia.

Les contrats de vente de LGN sont généralement d'une durée d'un an; le prix est indexé sur le prix de référence d'un des carrefours pour tenir compte des révisions de prix mensuelles. Par le passé, les prix des composants des LGN ont suivi de près ceux du pétrole, parce qu'ils concurrencent principalement les dérivés du pétrole, notamment le naphte et le carburant diesel.

L'éthane fait exception. Du fait qu'il est utilisé comme combustible de remplacement pour le chauffage, son prix suit de près celui du gaz naturel.

Le propane et les butanes se vendaient généralement à environ 75 % et 85 % , respectivement, du prix du pétrole (sur une base volumétrique). En règle générale, sauf pour l'influence de conditions de

courte durée dans certains marchés locaux, ces rapports se sont maintenus jusqu'à la convergence des marchés de l'énergie, à la fin de 2000.

Hiver 2000-2001 : début de la convergence

Au cours de l'hiver 2000-2001, le rapport entre les prix des liquides et ceux du pétrole brut s'est plus ou moins rompu. Pendant un certain temps, les prix élevés de l'énergie ont fait en sorte que l'extraction des liquides du gaz naturel n'était plus rentable, les producteurs obtenant une valeur supérieure pour les LGN en les laissant dans le flux de gaz. Par la suite, lorsque l'écart entre l'offre et la demande de LGN s'est resserré dans différentes régions de l'Amérique du Nord, les prix des LGN se sont mis à refléter le niveau élevé sans précédent des prix du gaz naturel.

Pour mieux comprendre les événements à l'origine de la récente convergence des prix de l'énergie en Amérique du Nord, et l'effondrement subséquent du rapport entre les prix des LGN et ceux du pétrole brut, il est nécessaire d'examiner le contexte dans lequel l'industrie canadienne des LGN évolue. Une brève description de ce qui s'est produit tant sur le marché mondial du pétrole que sur le marché nord-américain du gaz naturel est présentée ci-après.

Prix mondiaux du pétrole : 1999 et 2000

La reprise des économies asiatiques en 1999 et la vigueur continue de l'économie américaine ont été les principaux facteurs d'augmentation, dans les six derniers mois de 1999, de la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale. Cette poussée de la demande, jumelée aux compressions de production par les pays membres de l'OPEP, s'est traduite par un excédent de la demande par rapport à l'offre (soit la production majorée des stocks de brut). En fait, au moment où débutait la saison de chauffage 2000-2001, les stocks mondiaux de pétrole étaient à leur niveau le plus bas depuis dix ans.

L'Amérique du Nord a connu une forte croissance économique pendant une bonne partie de la dernière décennie. Cette progression a eu pour résultat d'alimenter la hausse de la demande en énergie sur le continent. De plus, le faible niveau des prix du pétrole en 1998 et 1999 ainsi que les coupures effectuées par les sociétés pétrolières et gazières dans leurs dépenses d'exploration et de mise en valeur ont fait en sorte que le remplacement des réserves de pétrole n'a pas suivi le rythme de la production en Amérique du Nord. En conséquence, au début de l'hiver 2000-2001, les stocks de pétrole aux États-Unis se situaient à leur plus bas niveau depuis cinq ans.

Tous ces facteurs ont contribué au maintien du niveau élevé des prix mondiaux du pétrole, qui ont atteint une crête de plus de 35 $US le baril en novembre 2000; ces prix forts se sont répercutés sur d'autres marchés énergétiques étroits.

Marché du gaz en Amérique du Nord : 1999 et 2000

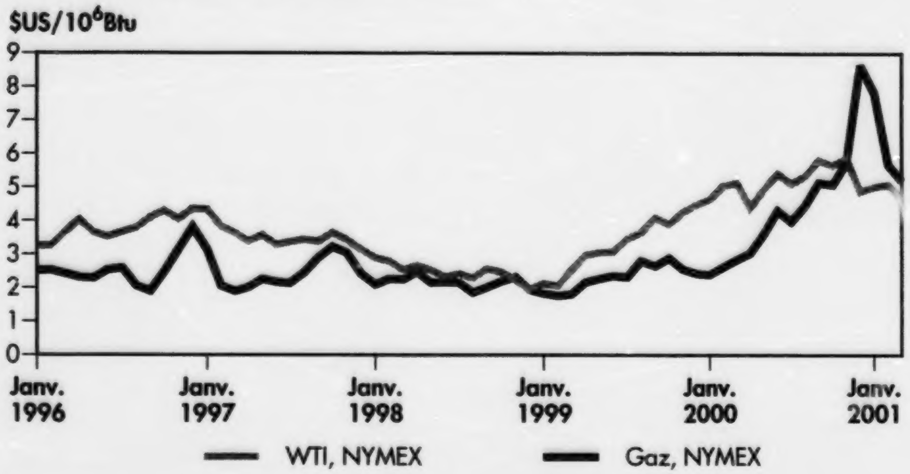
Entre la fin des années 1980 et l'automne 2000, le gaz naturel se vendait (en termes de teneur calorifique) à des prix moindres que ceux du pétrole (figure 2). Au cours des deux dernières années, la croissance de la demande de gaz a été supérieure à celle de l'offre. Cette situation a entraîné une flambée des prix du gaz naturel à l'automne 2000; ils se situaient alors entre 7 $US et 9 $US/$10^6$ Btu et ce, pour les raisons ci-après.

i) La forte croissance de l'économie nord-américaine a alimenté sans arrêt la poussée de la demande d'énergie.

ii) La demande d'électricité a crû plus rapidement que celle de l'énergie en général, hausse qui s'explique en partie par l'utilisation accrue du matériel informatique et des appareils

FIGURE 2

Prix du gaz naturel et du pétrole brut



électriques (climatiseurs, appareils d'éclairage extérieur, systèmes audiovisuels domestiques, réfrigération, etc.). Cette poussée de la demande d'électricité (jumelée aux préoccupations environnementales) a renforcé la demande de gaz naturel en raison de l'accroissement considérable de la production d'électricité au moyen de gaz naturel.

iii) À l'été 2000, le gaz était vendu pour satisfaire la demande des entreprises produisant de l'électricité au moyen de gaz naturel et non pour reconstituer les stocks, de sorte que ces derniers étaient bas au début de l'hiver 2000-2001.

iv) Un manque de capacité de production d'électricité (notamment en Californie et, dans une mesure beaucoup moindre, en Alberta) a exacerbé la situation, pour ainsi faire augmenter les prix du gaz et de l'électricité[1].

La rapidité de la hausse des prix du gaz naturel a été étonnante. De 1999 à la fin de 2000, les prix du gaz en Amérique du Nord ont presque quadruplé, pour passer d'environ 2,50 $US/10^{6}Btu à 9 $US/10^{6}Btu. Tous ces facteurs (demande d'énergie accrue, bas niveau des stocks de ressources énergétiques, remplacement insuffisant des réserves, capacité limitée de production d'électricité et capacité limitée de transport de gaz près des carrefours, tant au Canada qu'aux États-Unis) ont occasionné les niveaux élevés sans précédent des prix de l'énergie que nous avons connus à la fin de 2000.

Données récentes sur le marché des LGN : de décembre 2000 à janvier 2001

Au cours de cette période, en Amérique du Nord, les exploitants d'usines à gaz ont ajusté l'exploitation dans le but de réduire au minimum les niveaux de récupération de liquides. En fait, ils ont réagi aux prix élevés du gaz naturel en freinant l'extraction de LGN (surtout l'éthane et le propane) et en ne récupérant que les butanes et le condensat nécessaires pour respecter les

1 Le lien entre les prix du gaz naturel et ceux de l'électricité se rapporte au mode de tarification de l'électricité. En règle générale, les consortiums d'électricité établissent les prix en fonction du coût marginal (c.-à.-d. le prix de la dernière unité d'électricité vendue). Comme les unités produites au moyen de gaz naturel sont souvent les dernières à être utilisées pour répondre à la demande de pointe, le coût de la production au gaz naturel est souvent celui qui détermine le prix d'équilibre pour les marchés dont l'approvisionnement en électricité dépend d'un consortium.

spécifications relatives au point de rosée dans les gazoducs. En conséquence, les liquides laissés dans le flux de gaz se vendaient au prix du gaz, qui était supérieur au prix du marché de l'éthane et du propane à ce moment-là. De plus, les producteurs n'avaient pas à payer les droits de traitement et de fractionnement du gaz, qui avaient également augmenté et dont la hausse résultait elle aussi du coût élevé du gaz naturel et de l'électricité. Par exemple, avant l'automne 2000, les producteurs albertains payaient l'électricité environ 45 $CA/MWh, comparativement à une fourchette de 200 $CA à 250 $CA/MWh durant l'hiver 2000-2001. Les frais d'extraction et de fractionnement, qui avant l'automne 2000 étaient de l'ordre de 6 ¢US à 10 ¢US/gal. US (24 $CA à 40 $CA/m^3) selon le procédé d'extraction utilisé, ont augmenté d'environ 3 ¢US/gal. US (12 $CA/m^3). L'avantage économique que représente la séparation des liquides en produits purs avait essentiellement disparu[1].

Comme les LGN servent de combustible de remplacement (chauffage des locaux et procédés industriels ou raffinage), on constate maintenant que non seulement les prix du pétrole, mais aussi les prix du gaz naturel peuvent influer sur les prix des liquides, selon le produit dont la valeur marchande est plus élevée en termes de teneur calorifique. En règle générale, tant qu'il ne sera pas rentable de faire autrement, le niveau de production de liquides demeurera inférieur à celui de la récupération intégrale, ce qui entraînera un resserrement de l'écart entre l'offre et la demande de LGN ainsi qu'une hausse des prix[2].

Les caractéristiques de la demande de LGN ont changé considérablement au cours de l'hiver 2000-2001. Ainsi, la pénurie de liquides attribuable à la réduction des activités d'extraction a incité certaines entreprises pétrochimiques à trouver, dans la mesure du possible, d'autres sources d'alimentation pour les craqueurs servant à la production d'éthylène. Des raffineries, notamment en Californie, se sont tournées vers les LGN pour alimenter leurs procédés, plutôt que de s'approvisionner en gaz naturel à prix fort. À la longue, l'écart entre l'offre et la demande de LGN s'est resserré substantiellement dans plusieurs régions (p. ex., Sarnia, la Californie, Hattiesburg, au Mississippi) et les prix des liquides se sont mis à suivre de près celui du gaz naturel.

Les trois graphiques qui suivent (figures 3, 4 et 5) permettent de comparer les prix de C_2, C_3 et C_4, respectivement, au prix du gaz naturel en termes de teneur calorifique. Les figures 4 et 5 présentent en outre les prix du pétrole brut. Bien que les prix de C_3, de C_4 et du pétrole ne soient pas normalement exprimés en $/10^{6}Btu, les unités de teneur calorifique ont été utilisées dans le présent rapport pour illustrer à quel moment, en décembre 2000, les prix de C_3 et C_4 ont commencé à suivre de près ceux du gaz naturel[3,4].

1 Comme le gaz valait plus de 7 $US/10^{6}Btu et le pétrole environ 28 $US/baril, et que le prix de l'électricité dépassait 200 $US/MWh, les producteurs qui disposaient de volumes discrétionnaires ont décidé qu'il n'était pas rentable de séparer les liquides et de les vendre en tant que produits purs.

2 Cependant, si les niveaux de récupération demeurent à un minimum pour une longue période, les liquides ne doivent pas s'accumuler dans le flux de gaz indéfiniment. Les usines à gaz devront inévitablement extraire les LGN pour respecter les spécifications pipelinières, ce qui aura pour effet d'augmenter l'offre et de faire baisser les prix des liquides.

3 Teneur calorifique : éthane (3,08 10^{6}Btu/baril); propane (3,84 10^{6}Btu/baril); butane (4,33 10^{6}Btu/baril); naphte (5,25 10^{6}Btu/baril); pétrole brut (moyenne supposée 5,83 10^{6}Btu/baril)

4. Lorsqu'il est considéré en termes de contenu énergétique plutôt que sur une base volumétrique, le rapport de prix entre C_3 et C_4 n'est pas apparent quand ces produits se vendent à 75 % et 85 %, respectivement, du prix du pétrole.

FIGURE 3

Prix de l'éthane et du gaz naturel (en termes de teneur calorifique)

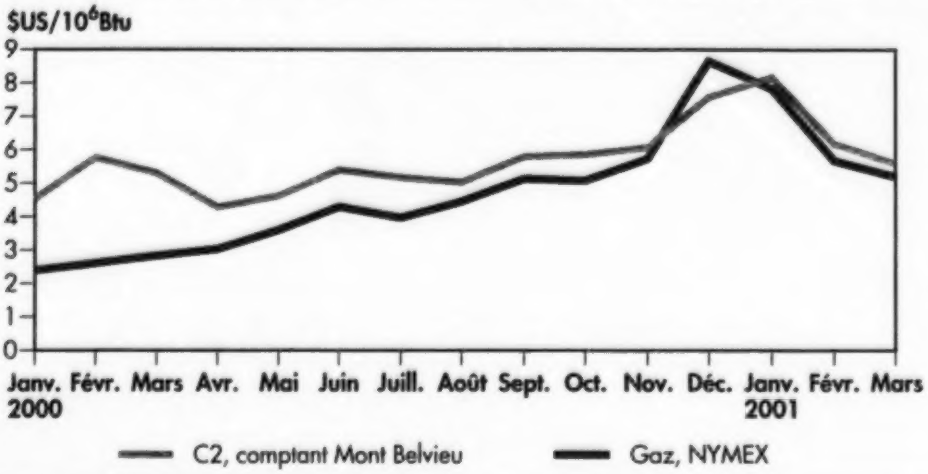
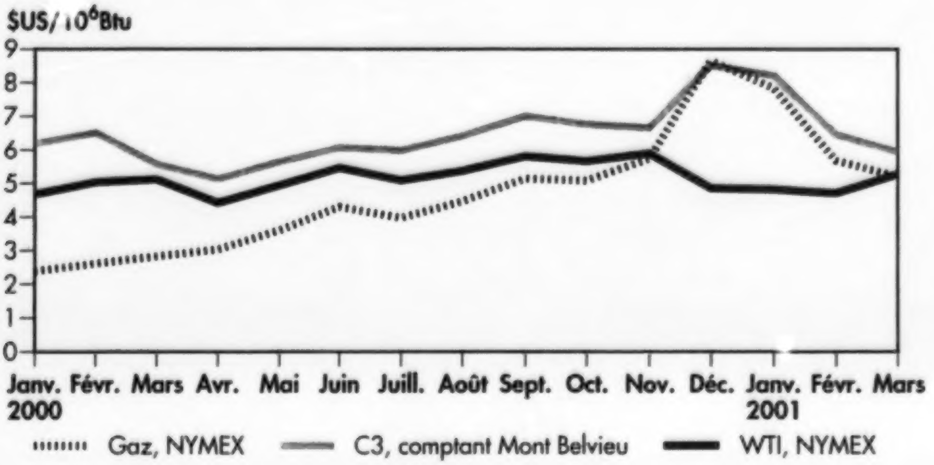


FIGURE 4

Prix du propane, du gaz naturel et du pétrole brut (en termes de teneur calorifique)

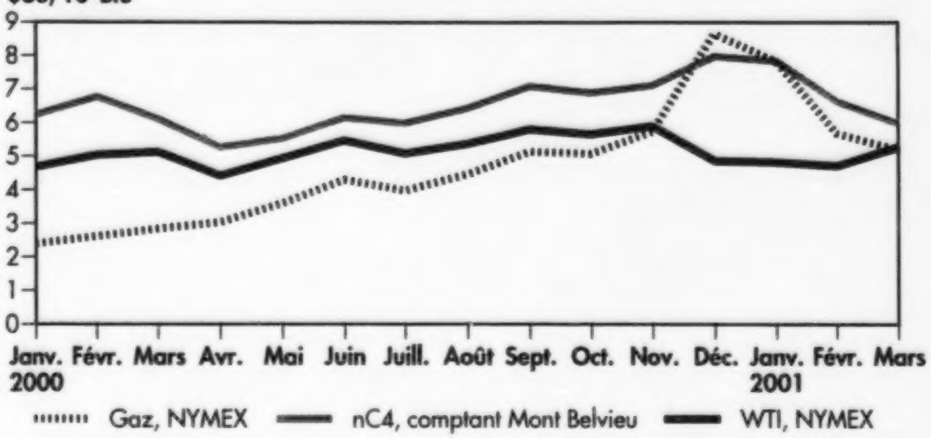


Évolution des prix de l'énergie au cours du premier trimestre de 2001

Vers décembre 2000, après que les pays membres de l'OPEP eurent augmenté la production du pétrole à différents moments durant l'année, l'écart entre la production et la demande s'est resserré. Les prix du brut (l'indice WTI se situait à plus de 35 $US/baril à la mi-novembre 2000) se sont mis à baisser en raison du ralentissement de la croissance économique aux États-Unis et de la reconstitution des stocks de produits pétroliers à des niveaux plus près de la normale. Les prix du pétrole se sont maintenus entre 26 $US et 28 $US/baril au cours du premier trimestre de 2001.

FIGURE 5

Prix des butanes, du gaz naturel et du pétrole brut (en termes de teneur calorifique)



Pendant cette même période, les niveaux élevés sans précédent des prix du gaz et la baisse des prix du pétrole s'alliaient pour accélérer le remplacement du gaz par le pétrole comme combustible. Ce facteur, jumelé à la baisse d'intensité de l'activité industrielle énergivore, a miné à la longue la demande de gaz naturel, de sorte qu'en mars 2001, les prix du gaz naturel avaient baissé pour s'établir à environ 5 $US à 6 $US/$10^6$Btu, en raison de cette réduction de la demande et de l'augmentation lente mais progressive de la production de gaz. À la fin d'avril 2001, la valeur marchande du gaz et celle du pétrole étaient approximativement égales et les LGN revenaient sur le marché.

Les prix du gaz naturel ayant diminué, ceux des LGN semblent de nouveau suivre de près ceux du pétrole, mais selon un rapport de prix liquides/pétrole plus avantageux qu'auparavant. Toutefois, tant qu'il y aura « parité » entre les prix du gaz naturel et ceux du pétrole, il y aura possibilité de compression de l'offre de LGN.

Observations

Les sommets sans précédent atteints par les prix du gaz naturel de novembre 2000 à janvier 2001 ont eu une incidence non seulement sur les prix des LGN, mais aussi sur la façon d'en déterminer la valeur. En conséquence, on prévoit que les prix des LGN continueront de subir l'influence à la fois des prix du pétrole et de ceux du gaz. Comme la volatilité des prix du gaz naturel, selon les prévisions, devrait se poursuivre pendant quelques années, la rentabilité des activités d'extraction est remise en question. En d'autres termes, les producteurs disposant de volumes discrétionnaires décideront périodiquement (en fonction des prix du pétrole et du gaz naturel, et de ceux des LGN sur le marché, en tenant compte des frais de traitement) s'ils doivent extraire les liquides ou les laisser dans le flux de gaz.